UE Géoressources – Licence 2

Pétrole : étude simplifiée d'un système pétrolier

Corrigé – Ride de Tazhong, bassin du Tarim

Point de vigilance

Ce corrigé propose une interprétation cohérente avec les documents, mais plusieurs réponses sont possibles. Les lithologies permettent seulement de repérer des *candidats* aux fonctions de roche mère, réservoir ou couverture. La confirmation nécessiterait des données géochimiques, pétrophysiques, diagraphiques et sismiques supplémentaires.
Deux ambiguïtés de la version initiale ont été levées : la zone régionale fait environ $13\,000\,\mathrm{km}^2$, tandis que le calcul volumétrique porte sur une fermeture de $13\,\mathrm{km}^2$; le facteur de récupération et le prix du baril sont désormais explicitement fournis.

1. Comparaison de la carte structurale et de la coupe

Éléments de correction

La coupe montre une vaste **structure anticlinale de premier ordre**, correspondant à la **ride de Tazhong**, elle-même découpée en plusieurs blocs par des failles.
Cette structuration s'est probablement mise en place en deux étapes : (1) une phase initiale d'extension, avec formation de **failles normales** ; (2) une phase de compression, entraînant leur **inversion en failles inverses** et le soulèvement de la ride.
L'incohérence concerne la **cinquième faille en partant du sud**. Sur la coupe, cette faille pend vers le sud et présente donc une **vergence vers le nord**. Sur le schéma structural, elle est au contraire représentée avec une **vergence vers le sud**. Il s'agit soit d'une erreur de report de la vergence sur le schéma structural, soit d'une erreur dans la coupe.

2. Construction des courbes temps-profondeur

Éléments de correction

Colonne stratigraphique utilisée
Le tableau présente la **colonne stratigraphique synthétique actuelle** et les **épaisseurs moyennes adoptées pour le tracé**. Les profondeurs du toit et de la base sont obtenues en additionnant les épaisseurs depuis la surface.

Formation	Épaisseur (km)	Toit (km)	Base (km)
Quaternaire	0,25	0,00	0,25
Unité R	1,20	0,25	1,45
Unité E	1,10	1,45	2,55
Jurassique	0,40	2,55	2,95
Trias	0,60	2,95	3,55
Permien	1,00	3,55	4,55
Carbonifère	0,55	4,55	5,10
Dévonien	0,20	5,10	5,30
Silurien	0,30	5,30	5,60
Ordovicien O_{2+3}	1,80	5,60	7,40
Ordovicien O_1	2,25	7,40	9,65
Cambrien	0,90	9,65	10,55

À $t = 0$, les courbes doivent atteindre les profondeurs indiquées dans les deux dernières colonnes.

Éléments de correction

Méthode de tracé

Sur le papier millimétré, placer le temps sur l'axe horizontal, de $t = -570$ Ma à $t = 0$ Ma. La profondeur z est portée sur l'axe vertical, avec $z = 0$ à la surface et des valeurs croissantes vers le bas.

Commencer par la base du Cambrien :

$$t = -570 \text{ Ma}, \qquad z = 0.$$

À la fin du dépôt du Cambrien :

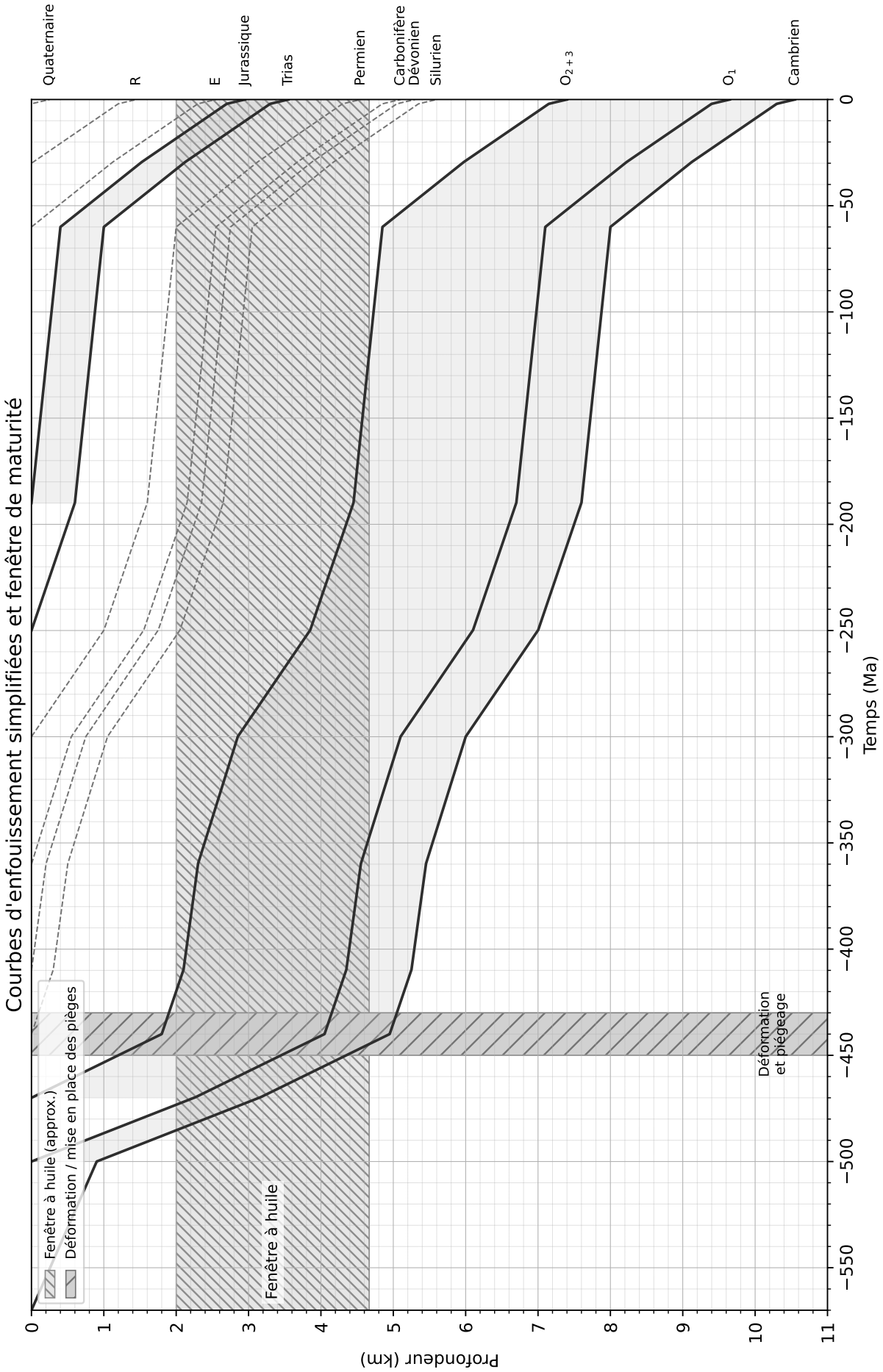
$$z(-500) = 0{,}90\,\text{km}.$$

À $t = -500$ Ma, placer aussi à $z = 0$ la nouvelle limite stratigraphique. Elle correspond à la fois au **toit du Cambrien** et au **mur de l'Ordovicien inférieur**. Le toit de la couche n et le mur de la couche $n + 1$ sont donc représentés par le même point.

Pendant le dépôt de O_1, toutes les limites plus anciennes s'enfoncent de 2,25 km. À $t = -470$ Ma :

$$\begin{aligned} \text{base du Cambrien} &: 0.90 + 2.25 = 3{,}15\,\text{km}, \\ \text{toit du Cambrien} &: 2{,}25\,\text{km}, \\ \text{toit de } O_1 &: 0. \end{aligned}$$

Pour chaque nouvelle formation, il faut placer son toit à $z = 0$, ajouter son épaisseur aux limites plus anciennes, puis relier les points par des segments.


Courbes d'enfouissement simplifiées et fenêtre de maturité
Profondeur (km)
Temps (Ma)
Quaternaire
R
E
Jurassique
Trias
Permien
Carbonifère
Dévonien
Silurien
O_{2+3}
O_1
Cambrien
Fenêtre à huile
Déformation et piégeage
Fenêtre à huile (approx.)
Déformation / mise en place des pièges

3 à 5. Roches mères, réservoirs et couvertures

Éléments de correction

Une même formation peut jouer plusieurs rôles selon son faciès, sa position et son état de fracturation. Une réponse raisonnable est résumée ci-dessous.

Formation	Potentiel de roche mère	Potentiel de réservoir	Potentiel de couverture
Cambrien	Bon candidat dans les niveaux de black shales ; à confirmer par le COT, le type de kérogène et la maturité.	Carbonates éventuellement réservoirs s'ils sont fracturés, dolomitisés ou karstifiés.	Niveaux fins pouvant former des couvertures locales.
O_1	Niveaux de black shales possibles, mais la formation est hétérogène.	Cible principale : dolomies et calcaires, à condition de posséder une porosité secondaire ou un réseau de fractures connecté.	Faible à local selon les intercalations fines.
O_{2+3}	Possibilité locale dans les calcaires sombres, non démontrée par la seule couleur.	Potentiel généralement faible si les calcaires sont argileux et peu fracturés.	Bonne couverture régionale candidate grâce aux calcaires argileux et aux niveaux fins.
Silurien-Dévonien	Faible à local dans les shales siluriens.	Bon potentiel dans les grès, sous réserve de porosité et de cimentation modérée.	Les shales siluriens peuvent assurer des couvertures intraformationnelles.
Carbonifère-Permien	Mudstones carbonifères éventuellement générateurs, mais aucune richesse organique n'est fournie.	Réservoirs possibles dans les bancs gréseux.	Mudstones pouvant constituer des couvertures locales.
Trias	Bon candidat lithologique : mudstones gris foncé.	Potentiel limité dans les siltstones ou niveaux plus grossiers.	Les mudstones peuvent également constituer une couverture.
Jurassique-Cénozoïque	Potentiel source non démontré par le document.	Réservoirs possibles dans les grès, sables et conglomérats.	Mudstones et siltstones susceptibles de former des couvertures locales.

Les données nécessaires pour confirmer ces fonctions sont notamment : teneur en carbone organique total, pyrolyse Rock-Eval, réflectance de la vitrinite ou autre indicateur de maturité, porosité, perméabilité, pression capillaire, épaisseur et continuité des niveaux, diagraphies et essais de puits.

6. Chronologie structurale

Éléments de correction

Chronologie tectono-sédimentaire

La coupe permet de distinguer trois grandes étapes.

1. **Du Cambrien au Dévonien : sédimentation.**

   Une épaisse série marine se dépose sur une plate-forme située en contexte de marge passive. Les dépôts cambriens et ordoviciens sont principalement carbonatés. La sédimentation est accompagnée d'une tectonique extensive : des failles normales découpent la plate-forme en blocs basculés et contrôlent localement la subsidence et l'épaisseur des dépôts.

   Des formations siluriennes et dévoniennes ont probablement également été déposées, mais elles ont ensuite été en grande partie érodées.

2. **Au Carbonifère inférieur, entre environ 360 et 330 Ma : orogenèse, soulèvement et érosion.**

   Une phase compressive provoque l'inversion des anciennes failles normales, réactivées en failles inverses. Les séries paléozoïques sont faillées, basculées et plissées, tandis que la ride de Tazhong est soulevée.

   L'érosion arase ensuite la structure. Elle tronque les couches ordoviciennes et élimine une grande partie des formations siluriennes et dévoniennes. Il se forme ainsi une **surface d'aplanissement** marquée par une **discordance angulaire**.

3. **À partir du Carbonifère supérieur, environ 330 Ma : reprise de la sédimentation.**

   Les dépôts carbonifères postérieurs à l'orogenèse recouvrent en discordance la structure déformée et érodée. Ils sont ensuite surmontés par les séries permiennes, mésozoïques et cénozoïques, globalement subhorizontales et beaucoup moins déformées.

Éléments de correction

Conséquences pour le graphique temps–profondeur
Le graphique temps–profondeur construit uniquement à partir des épaisseurs actuellement conservées est nécessairement **incomplet**. Les séries ordoviciennes, et probablement une partie des séries siluriennes ou dévoniennes, ont été tronquées par l'érosion avant le dépôt du Carbonifère.
Les couches anciennes ont donc probablement atteint des profondeurs plus importantes que celles indiquées par le tracé simplifié. Il faudrait en principe représenter :

1. un premier enfouissement pendant la sédimentation cambrienne et ordovicienne ;
2. une remontée liée au soulèvement tectonique ;
3. une diminution de profondeur liée à l'érosion ;
4. une nouvelle phase d'enfouissement à partir du Carbonifère.

Sur un graphique simplifié, les points correspondant à l'apparition des limites stratigraphiques à (z=0) doivent rester fixes. Il ne s'agit donc pas de déplacer les courbes, mais de restituer une histoire d'enfouissement plus complexe.
Les couches cambriennes et ordoviciennes ont probablement atteint une profondeur supérieure à celle indiquée par le tracé fondé sur les seules épaisseurs actuellement conservées. Leur trajectoire devrait alors montrer :

1. un approfondissement plus important au cours de la sédimentation ;
2. puis une remontée relativement rapide liée au soulèvement tectonique et à l'érosion ;

Cette phase tectono-érosive se traduirait donc par un **changement temporaire, net et relativement brutal de la pente des courbes**. La profondeur cesserait d'augmenter, diminuerait pendant le soulèvement et l'érosion, puis augmenterait de nouveau après le dépôt du Carbonifère. Les parties hypothétiques correspondant aux épaisseurs érodées pourraient être tracées en pointillés.
Le changement de pente des courbes apporte également une information sur l'évolution du bassin. La forte pente initiale est compatible avec une **subsidence mécanique syn-rift** : l'étirement et l'amincissement de la lithosphère provoquent une subsidence rapide et créent un espace important pour la sédimentation.
La pente plus faible qui suit peut correspondre à une **subsidence thermique post-rift**. Après l'arrêt de l'extension, le manteau lithosphérique refroidit, se contracte, devient plus dense et entraîne une subsidence plus lente et plus régulière de la marge.
Cette interprétation reste qualitative, car le graphique représente l'enfouissement des couches et non la subsidence tectonique corrigée. Une analyse quantitative demanderait de décompacter les sédiments et de retrancher les effets de la charge sédimentaire et des variations du niveau marin.

7. Fenêtre à huile, génération et synchronisme

Éléments de correction

Avec $T(z) = T_s + Gz$, $T_s = 10\,^\circ\text{C}$ et $G = 30\,^\circ\text{C/km}$:

$$z_{70} = \frac{70 - 10}{30} = 2{,}0\,\text{km}, \qquad z_{150} = \frac{150 - 10}{30} \simeq 4{,}7\,\text{km}.$$

La fenêtre à huile est donc placée, dans ce modèle très simple, entre environ 2 km et 4,7 km.
Pour donner des dates lisibles, on suit approximativement le centre de chaque formation source candidate :

Niveau source	Entrée approximative	Sortie approximative	Interprétation
Cambrien	vers -480 Ma	vers -360 Ma	Génération précoce ; une partie précède le piégeage, mais une charge plus tardive peut être conservée.
Ordovicien O_1	vers -455 Ma	vers -250 Ma	Fort recouvrement avec et surtout après la formation des pièges ; synchronisme favorable.
Trias	vers -25 Ma	encore dans la fenêtre aujourd'hui	Génération tardive possible ; elle concernerait surtout les réservoirs plus jeunes. Le document ne permet pas d'affirmer que cette huile a nécessairement été perdue.

Ces dates sont des ordres de grandeur : les niveaux riches en matière organique n'occupent qu'une partie des formations, le gradient thermique a varié dans le temps et la compaction n'est pas prise en compte.
Spatialement, la génération est attendue surtout sur les flancs et dans les dépressions où l'enfouissement est suffisant. Les parties les plus profondes peuvent aujourd'hui dépasser la fenêtre à huile et atteindre la fenêtre à gaz ou un état surmature. Les hydrocarbures peuvent ensuite migrer vers le haut de la ride de Tazhong, le long des couches perméables et éventuellement des failles.

8. Implantation des puits producteurs

Éléments de correction

Les producteurs doivent cibler les **culminations structurales fermées** du réservoir carbonaté O_1, près du sommet de la ride de Tazhong. On recherchera une position suffisamment haute au-dessus du contact huile-eau et une bonne épaisseur de réservoir.
Il ne faut pas assimiler ces structures à de simples « horsts » : la géométrie est liée à un système compressif et à des failles inverses. Les puits ne seront pas placés automatiquement sur le coeur d'une faille, qui peut améliorer la fracturation mais aussi compartimenter le réservoir ou créer une voie de fuite. Le choix final nécessite une cartographie sismique tridimensionnelle des fermetures, des attributs de réservoir et des contacts fluides.

9. Implantation des puits injecteurs

Éléments de correction

L'eau doit être injectée dans le **même réservoir**, en position basse ou *downdip*, idéalement dans l'aquifère sous le contact huile-eau. L'objectif est de maintenir la pression et de déplacer l'huile vers les producteurs situés plus haut structuralement.
On peut donc envisager des injecteurs sur les flancs nord et sud des culminations, mais la règle physique est plus importante que les points cardinaux : injecteurs en périphérie et en aval-pendage, producteurs au sommet. La disposition doit limiter la percée précoce de l'eau par une faille ou par une couche très perméable.

10. Calcul volumétrique simplifié

Éléments de correction

Surface de la fermeture :

$$A = 13\,\mathrm{km}^2 = 13 \times 10^6\,\mathrm{m}^2.$$

Pour $h = 10\,\mathrm{m}$ à $100\,\mathrm{m}$, le volume de roche mère vaut :

$$V_r = Ah = 1{,}3 \times 10^8\,\mathrm{m}^3 \text{ à } 1{,}3 \times 10^9\,\mathrm{m}^3.$$

Le rendement est $Y = 10\,\mathrm{L/m}^3 = 0{,}010\,\mathrm{m}^3/\mathrm{m}^3$. Le volume d'huile généré est donc :

$$V_h = YV_r = 1{,}3 \times 10^6\,\mathrm{m}^3 \text{ à } 1{,}3 \times 10^7\,\mathrm{m}^3.$$

En barils :

$$N = \frac{V_h}{0{,}159\,\mathrm{m}^3/\mathrm{bbl}} \simeq 8{,}2 \times 10^6\,\mathrm{bbl} \text{ à } 81{,}8 \times 10^6\,\mathrm{bbl}.$$

Avec un facteur de récupération de 30 % :

$$N_{\text{réc}} \simeq 2{,}45 \times 10^6\,\mathrm{bbl} \text{ à } 24{,}5 \times 10^6\,\mathrm{bbl} = 2{,}5\,\mathrm{Mbbl} \text{ à } 25\,\mathrm{Mbbl}.$$

À 100 $ par baril, la valeur brute théorique est comprise entre environ :

$$0{,}245 \times 10^9\,\$ \text{ à } 2{,}45 \times 10^9\,\$,$$

soit approximativement **0,25 à 2,5 milliards de dollars**.
Ce résultat n'est pas une estimation certifiée de réserves. Il suppose que toute l'huile générée est expulsée, migre vers le piège, y est conservée et peut être produite avec le même facteur de récupération. Il ne prend en compte ni l'efficacité d'expulsion et de migration, ni le volume poreux du réservoir, ni la saturation en huile, ni la compartimentation, ni les coûts, ni le risque géologique.

Point de vigilance

La conversion $10\,\mathrm{L} = 0{,}010\,\mathrm{m}^3$ est essentielle. Pour $130 \times 10^6\,\mathrm{m}^3$ de roche mère, on obtient $1{,}3 \times 10^6\,\mathrm{m}^3$ d'huile, et non $13 \times 10^6\,\mathrm{m}^3$. Cette erreur de conversion expliquait une surestimation importante dans l'ancien corrigé.

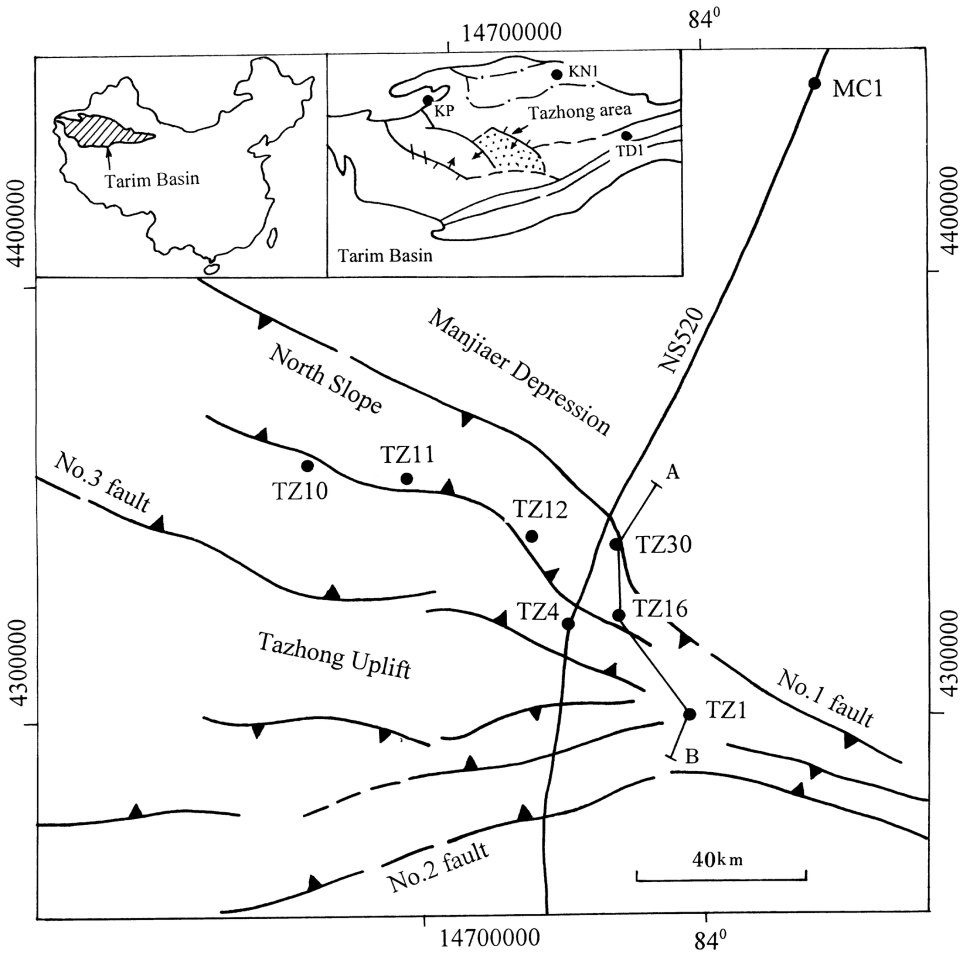
11. Exemple de conclusion de synthèse

Éléments de correction

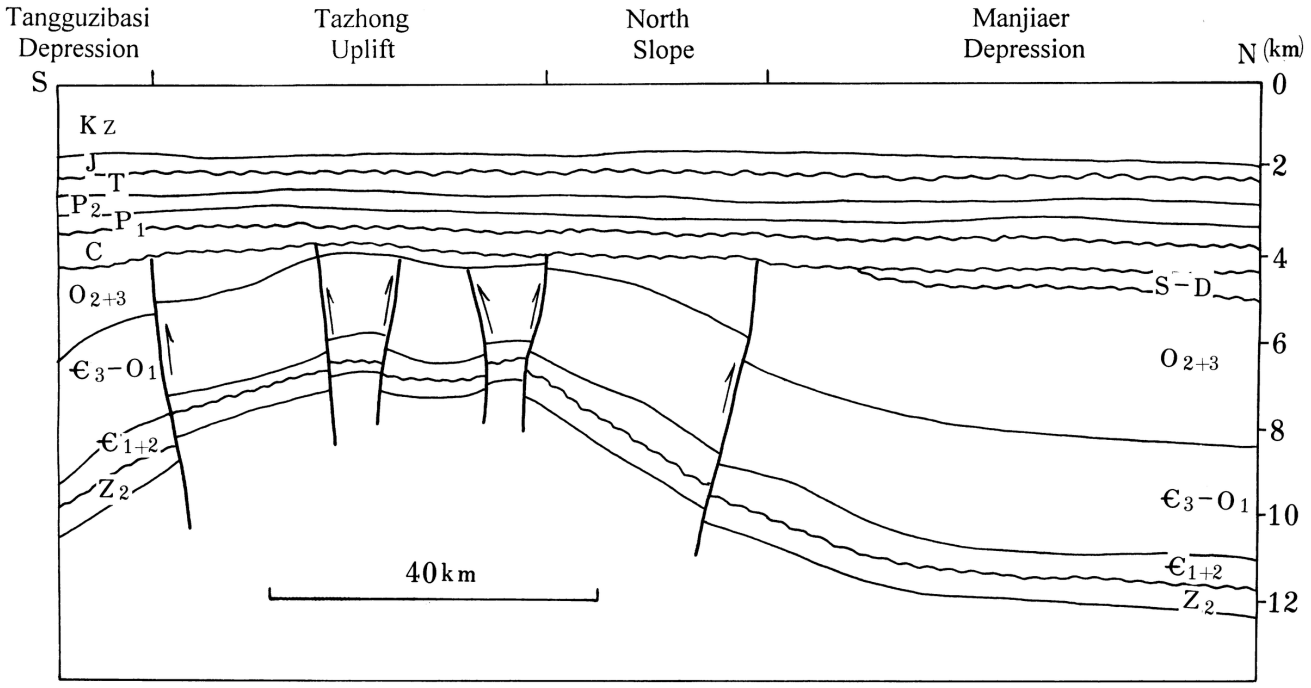
Le prospect de Tazhong présente les principaux ingrédients d'un système pétrolier : des niveaux sources possibles dans le Cambrien et l'Ordovicien inférieur, un réservoir carbonaté potentiel dans O_1, des couvertures argileuses dans O_{2+3}, des pièges structuraux liés à la ride et aux failles inverses, ainsi qu'un synchronisme globalement favorable entre la maturation ordovicienne et la formation des pièges. Les dépressions adjacentes peuvent constituer les principales cuisines pétrolières, avec migration vers l'uplift. Les incertitudes majeures concernent la richesse organique et la maturité réelle des roches mères, la porosité des carbonates, l'étanchéité des failles, la continuité des couvertures et l'efficacité de la migration. Avant forage, il faudrait compléter l'étude par de la sismique 3D, des analyses géochimiques, des diagraphies, des mesures pétrophysiques et une modélisation de bassin intégrant compaction, érosion et histoire thermique.

Documents de référence

Carte structurale



Coupe sismique interprétée



Log stratigraphique composite

Period	Thickness (m)	Lithologic succession	Lithology description	Depositional Facies
Q	200 – 300		Sand, conglomerate	Continental Disposits
R	500 – 2000		Upper part: grey to yellow siltstone and mudstone; lower part: brown-red sandstone and mudstone	
E	200 – 2000		Brown, grey, yellow siltstone and mudstone	
J	200 – 500		Interbedded yellow sandstone and mudstone	
T	100 – 1000		Dark grey mudstone and siltstone	
P	450 – 1500		Brown, yellow and red sandstone and mudstone	Marine-continental alternating disposits
C	400 – 700		Interbedded grey sandstone and mudstone	
D	0 – 400		Yellow sandstone	Marine disposits
S	0 – 600		Yellow sandstone and shale	
O_{2+3}	0 – 3500		Dark limestone and argillacous limestone	
O_1	2000 – 2500		Grey to dark grey dolomite and limestone, partly black shale	
€	800 – 1000		Grey and dark grey carbonate, partly black shale	

Les figures géologiques sont reprises des documents fournis dans la version initiale du TD. Les légendes et la mise en page ont été adaptées pour l'exercice.